

a-Si 태양전지 모듈의 hotspot에 의한 열화현상 연구

윤나리*, 정태희**, 민용기***, 강기환****, 안형근*****, 한득영*****

*건국대학교 대학원 전기공학과(orbstar86@naver.com)
**건국대학교 대학원 전기공학과(come1986@empas.com),
***건국대학교 대학원 전기공학과(yk_solar@naver.com),
****한국에너지기술연구원 태양광연구단(ghkang@kier.re.kr),
*****건국대학교 전기공학과 (hkahn@konkuk.ac.kr),
*****건국대학교 전기공학과 (dyhan@konkuk.ac.kr)

Analysis of degradation by hotspot heating in amorphous silicon PV module

Yoon Na-Ri*, Jung Tae-Hee**, Min Yong-Ki***,
Kang Ki-Hwan****, Ahn Hyeung-Keun*****, Han Deuk-Young*****

*Dept. of Electrical Engineering, Graduate School, Konkuk University(orbstar86@naver.com)
**Dept. of Electrical Engineering, Graduate School, Konkuk University(come1986@empas.com),
***Dept. of Electrical Engineering, Graduate School, Konkuk University(yk_solar@naver.com)
****Photovoltaic Research Group, Korea Institute of Energy Research(ghkang@kier.re.kr)
*****Dept. of Electrical Engineering, Konkuk University(hkahn@konkuk.ac.kr)
*****Dept. of Electrical Engineering, Konkuk University(dyhan@konkuk.ac.kr)

Abstract

There are some degradation factors for amorphous silicon solar cells. Light inducing is one of the factor that explained by Staebler-Wronski effect. Also, hotspot heating could be the reason that makes amorphous silicon solar cell degrade. Hotspot heating is occurred when a solar cell is shaded so this work is investigated into two types of shading condition and how these affect to solar cell differently. Reduced irradiance for whole cell and partially shaded as $0(W/m^2)$ while the other part of cell is soaking as $1000(W/m^2)$ of irradiance are two conditions that are experimented. The two types of shading show different characteristics of degradations. The result shows that partially shaded cell dropped maximum power less and slower. Also sudden drop points have shown that should be concerned to decide the number of cells for a string. Otherwise, the current through a shaded cell might flow more than cell's capability. It makes cell and module damaged. This work would help to manufacture modules.

Keywords : 비정질 태양전지 모듈(a-Si PV module), 핫스팟(hotspot), 열화(degradation), 그늘짐(shading), 일사량(irradiance)

기 호 설 명

Voc	: 개방전압 (V)
Isc	: 단락전류 (A)
FF	: 곡선인자 (%)
eff.	: 변환효율 (%)
Pmax	: 최대전력 (mW)
Irradiance	: 일사량 (W/m^2)

1. 서 론

태양전지 모듈이 필드에 설치되어 발전되는 동안 외부 환경의 영향으로 인하여 모듈이 degradation되는 현상을 볼 수 있다. 모듈 degradation의 영향을 주는 요인은 다양하다. 그중 빛에 의하여 degradation이 되는 LID(Light Induced Degradation)은 Stabler-Wronski에 의해 설명되었다.[1] 또 degradation에 영향을 주는 요인 중 하나는 shading으로 인한 hotspot 현상이다.

태양전지에 shading이 지속되는 경우 광전류(Isc)는 줄어든다. 만약 이 셀이 다른 셀과 직렬로 연결되어 있을 경우 그 셀이 속한 string은 낮은 전류를 만들어 내게 되고 이는 곧 reverse bias로 작용하게 된다.[2] shading된 셀에서 이 reverse bias가 breakdown voltage를 초과하게 되면 셀은 심각한 손상을 입게 된다.[3] 여기서의 중요한 메카니즘인 애벌랜치(Avalanch) 현상은 pn접합(junction)의 공핍층 영역에서 강한 전계에 의해 생기는 breakdown 현상이다.[4] 결정질 태양전지 모듈에서의 reverse bias에 대해서는 많은 연구가 되었으나 비정질 실리콘 모듈에 대해서는 아직 많은 논문이 나오지 않았다.[5] 그리하여 본 연구는 비정질 실리콘 태양전지 모듈에서 shading에 의하여 hotspot 현상이 발생했을 때 degradation 특성을 조사하였고, shading이 되는 방식에 따라 degradation 특성이 어떻게 변하는지 비교하였다.

2. 실험

본 실험에서는 그림 1과 같이 사이즈가 $100 \times 100(mm^2)$ 인 a-Si 태양전지 모듈을 사용하였다. 태양전지 모듈이 shading 되어 Isc 값이 떨어지게 되면 reverse bias가 걸리는 것과 같아지기 때문에 DC Power supply를 이용하여 태양전지 모듈 양단에 Isc값만큼의 reverse bias를 걸어주었다. 실험 시 온도는 $25(^{\circ}C)$ 로 고정시켰으며 실험은 30분동안 진행하여 초기 값과 결과 값의 모듈 파라미터를 비교하였다.

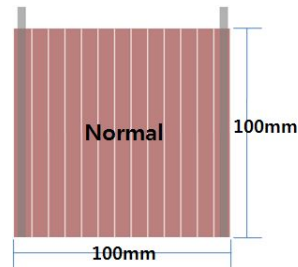


그림 1 실험에 사용된 시료

두 종류의 shading 조건을 잡아 이에 의한 열화현상을 비교하였다. 첫 번째로 normal 모듈에 $1000(W/m^2)$ 의 빛이 조사되고 bad 모듈 전체에 $1000(W/m^2)$ 보다 낮은 값의 빛이 조사될 때 열화되는 실험과, 두 번째로 bad 모듈이 부분적으로 shading되어 빛을 하나도 받지 못할 때 열화되는 실험을 하였다. 각 실험의 세부적인 내용은 다음과 같다.

2.1 일사량 변화 실험(실험1)

다음 그림 2와 같이 a-Si 태양전지 모듈이 연결되어 있다고 하자. 정상 모듈에서는 $1000(W/m^2)$ 의 빛이 조사되고 bad 모듈에 조사되는 빛의 세기를 정상 모듈보다 작게 하여 shading효과를 낼 수 있다.

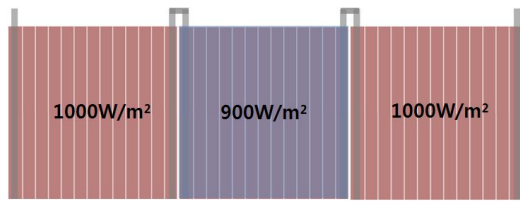


그림 2 일사량 변화 실험 예

Bad 모듈에 조사되는 빛의 세기는 900 (W/m^2)부터 시작하여 100 (W/m^2)씩 줄여가면서 모듈의 초기값에서 얻은 I_{sc} 값의 전류를 역으로 걸어주어 30분 동안 실험하였다. 실험을 마친 모듈은 안정화를 시킨 뒤 결과치를 측정하였다.

2.2 shading면적 비율 변화 실험(실험2)

다음 그림 3과 같이 a-Si 태양전지가 연결되어 있다고 하자. 정상 모듈에는 1000 (W/m^2)가 조사되고 있으나 bad 모듈은 부분적으로 모듈의 일부분이 shading되어 아무 빛도 받지 못하는 경우의 실험이다.

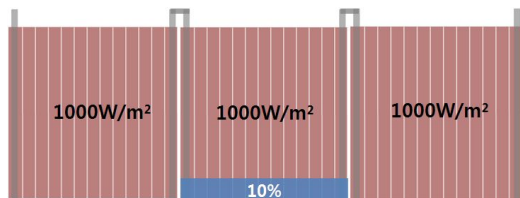


그림 3 shading면적 비율 변화 실험 예

Shading되는 비율을 10(%)부터 시작하여 10(%)씩 늘려가면서 모듈의 초기값에서 얻은 I_{sc} 값의 전류를 역으로 걸어주어 30분 동안 실험하였다. 실험을 마친 모듈은 안정화를 시킨 뒤 결과치를 측정하였다.

3. 결과 및 고찰

다음의 결과를 바탕으로 일사량을 변화시켰을 때의 P_{max} 의 변화량을 확인하였고, shading 면적 비율에 따른 P_{max} 의 변화량을

확인하였다. 또한 모듈에 도달하는 전체 일사량의 10(%)를 줄인 결과와 shading 면적을 10(%)로 하였을 때의 차이는 무엇인지 확인할 수 있었으며, shading 조건에 따라서 degradation의 특성이 어떻게 다른지 I-V 특성곡선을 통하여 확인할 수 있었다.

3.1 일사량 변화 실험

다음 표 1을 보면 조사된 빛의 세기가 작아질수록 P_{max} 값의 변화율이 점점 커지는 것을 알 수 있다.

표 1. 일사량 변화에 따른 P_{max} 의 변화

Irradiance (W/m^2)	$P_{max}(mW)$	
	0min	30min
900	899.3	871.5
800	829.2	801.9
700	873.9	849.9
600	832.3	823.1
500	881.9	829.7
400	898.5	856.7
300	866.9	774.3
200	886.6	751.4
0	902.6	772.6

일사량이 900 (W/m^2)일 때의 P_{max} 값은 3.091(%) 감소하였고 이어 800 (W/m^2)일 때 3.292(%) , 700 (W/m^2)일 때 2.746(%) 등 약 3(%)의 감소율을 보이다가 일사량이 500 (W/m^2)일 때 5.919(%)의 급격한 감소율을 보였다. 또한 일사량이 300 (W/m^2)일 때는 10.68(%) , 200 (W/m^2)일 때는 15.24(%)를 보이면서 30분만에 P_{max} 가 급격히 떨어지는 것을 확인할 수 있다.

다음 그림 4는 일사량에 따른 실험 전후의 P_{max} 의 변화율을 나타낸다. 이를 보면 두 점을 잇는 점선의 기울기가 가파를수록 변화율이 크다는 것인데 일사량이 500 (W/m^2)일 때와 300 (W/m^2)일 때 변화율이 크게 감소함을 알 수 있다.

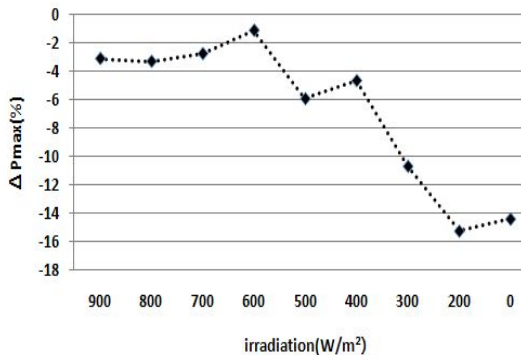


그림 4 일사량 변화에 따른 Pmax 변화율

이를 그림 5와 같이 일사량을 각각 900 (W/m^2), 500(W/m^2), 300(W/m^2)으로 놓고 30분 동안 실험한 뒤의 I-V특성곡선으로 비교하여 보면 처음의 I-V특성곡선 보다 FF(Fill Factor)가 떨어짐을 확인할 수 있다. FF는 변환효율(eff.)과 상응하기 때문에 변환 효율 역시 감소하고 뿐만 아니라 Isc도 미세하게 감소하고 있음을 알 수 있다.

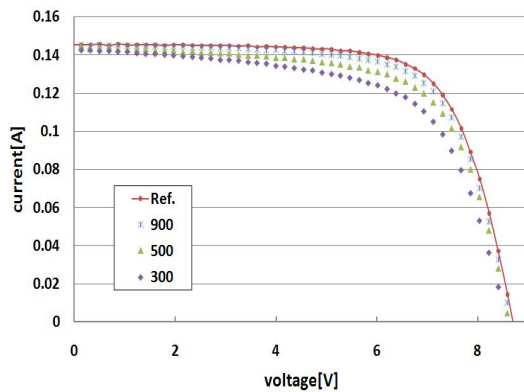


그림 5 Pmax가 큰 쪽으로 감소한 일사량 대포깁들의 I-V특성곡선

3.2 shading면적 비율 변화 실험

다음 표 2를 보면 이번 실험 역시 실험1과 마찬가지로 shading 면적이 늘어날수록 Pmax의 감소율이 증가함을 알 수 있다.

shading면적이 전체면적의 10(%)일 때 1.24(%), 20(%)일 때 1.28(%), 30(%)일 때

2.39(%) 등 적은 감소율을 보이다가 shading 면적이 70(%)일 때 6.06(%)의 급격한 감소율을 보였다. 이는 실험 1에서 일사량이 500 (W/m^2)일 때 급격한 감소율을 보인 것과는 약간 다른 결과임을 알 수 있다.

표 2. shading면적 비율에 따른 Pmax의 변화

Shading percentage(%)	Pmax(mW)	
	0min	30min
10	933.7	922.1
20	885.5	874.1
30	875.3	854.3
40	893.5	849.8
50	867.8	852
60	907.8	883.1
70	929.3	872.9
80	923.7	830.1
90	900.6	818.9
100	902.6	772.6

일사량 1000(W/m^2) 기준을 0(%) shading 이라고 생각 했을 때 500(W/m^2)는 50(%)의 shading이라고 할 수 있는데, 실험 2의 shading면적 비율 50%와 비교해 보면 태양 전지 전체에서 골고루 shading이 된 것 보다는 부분적으로 완벽한 shading이 있더라도 shading이 되지 않은 부분에 높은 일사량의 빛이 조사되는 것이 degradation이 될 되는 것을 관찰할 수 있다.

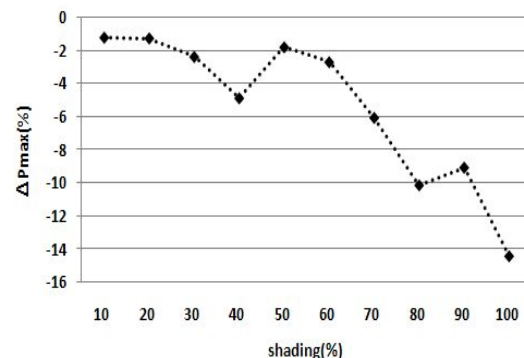


그림 6 shading면적 비율에 따른 Pmax 변화율

그림 6은 shading면적 비율에 따른 실험 전후의 Pmax 변화율을 나타낸다. 여기에서 shading면적 비율이 70(%)일 때 6.06(%), 80(%)일 때 10.1(%)의 큰 감소율을 보인다. 이를 그림 7과 같이 I-V특성곡선으로 나타내었을 때 shading 면적이 늘어날수록 FF(Fill factor), eff.(efficiency)가 감소하고 직렬저항 성분이 증가하는 그래프를 그린다. 그림 5와 비교하였을 때 부분적으로 shading이 된 모듈의 모듈 출력 degradation이 더 적은 것을 알 수 있다.

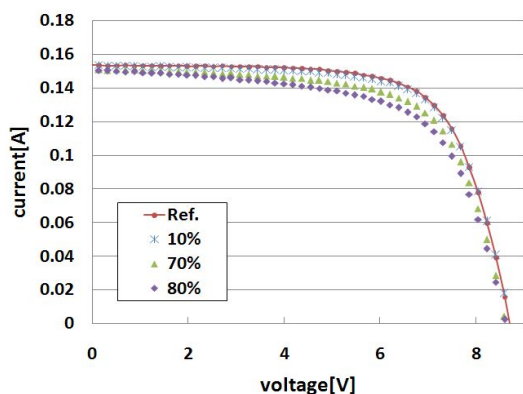


그림 7 Pmax가 큰 쪽으로 감소한 shading면적 비율 대뿃값들의 I-V특성곡선

4. 결 론

태양전지 모듈이 shading 되어 hotspot이 일어남에 따라 degradation의 특성을 알기 위하여 두 가지의 shading조건을 가지고 실험한 본 연구의 결론은 다음과 같다.

- (1) 일사량에 따른 hotspot degradation에서는 일사량이 $500(W/m^2)$ 일 때 Pmax가 크게 감소하였다.
- (2) shading면적 비율에 따른 hotspot degradation에서는 shading이 70(%)가 되었을 때 Pmax가 크게 감소하였다.
- (3) 결론(1)과 (2)를 비교하면 일사량 변화에 따른 degradation은 일사량이 기존 대비

50(%) 감소하였을 때 크게 보였으며, shading면적 비율에 따른 degradation은 면적이 기존 대비 70(%) shading 되었을 때 크게 나타났다. 이로써 shading 조건에 따라 degradation의 특성이 다를 수 있다.

- (4) 본 논문은 hotspot 발생 시 degradation이 급격히 일어나는 점을 찾아 그 지점을 피하기 위한 모듈의 셀 개수 제안에 필요한 논문으로 쓰일 수 있다. 박막 같은 경우 한 모듈의 셀의 개수가 늘어나게 되면 shading된 모듈에 Isc값만큼 전류가 흐르는 경우가 생긴다. 그렇기에 모듈을 만들 때 셀의 개수를 생각해야 한다. hotspot으로 셀 간의 mismatch가 생기면 셀 개수는 보다 신중히 고려해 봐야 할 요소이다.

후 기

본 연구는 2009년도 지식경제부의 재원으로 한국에너지 기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다.

(No.2009T100100579)

참 고 문 헌

1. E.E. van Dyk, A. Audouard, E.L. Meyer and C.D. Woolard, Investigation of the degradation of a thin-film hydrogenated amorphous silicon photovoltaic module, Sol. Energy Mater. Sol. Cells 91 (2007), p. 167.
2. S.R. Wenham, M.A. Green and M.E. Watt, Applied Photovoltaics, Centre for Photovoltaic Devices and Systems, University of New South Wales, Sydney, 1995
3. S. Silvestre and A. Chouder, Effects of shadowing on photovoltaic module performance, Prog Photovolt: Res Appl 16 (2008), pp. 141 - 149.

4. W. Herrmann, W. Wiesner, W. Waassen, Hot spots investigations on PV modules –new concepts for a test standard and consequences for module design with respect to by-pass diodes, Proceedings of the 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1997, pp. 1129 - 1132.
5. E. Molenbroek, D.W. Waddington, K.A. Emmery, "Hot spot susceptibility and testing of PV modules", IEEE, 1993, pp. 45-55, 1991, pp. 547-552